

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Карманова О. Н.

Научный руководитель - доцент М.Р. Цибульникова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Попутный нефтяной газ является ценным сырьем, сопровождающим нефтедобычу. Исходя из геологии месторождения, газ классифицируют на газ газовых шапок и газ, растворенный в нефти. Перед отправкой сырой нефти в магистральный нефтепровод, ее необходимо отделить от различных углеводородных соединений, которые в больших количествах наносят колоссальный вред не только окружающей среде, но и организму человека. Также ПНГ в своем составе содержит не углеводородные компоненты, которые способствуют снижению теплотворной способности газа – азот, диоксид углерода, кислород. [1]

На протяжении долгого времени самым простым и доступным способом переработки попутного газа было сжигание на факельных установках. Данный способ влечет за собой большой урон окружающей среде и социально-экономические потери государства. Принятое Правительством Российской Федерации постановление №7 от 8 января 2009 года, поспособствовало ограничению выбросов в атмосферу и ввело регламент на допустимый уровень попутного газа до 95% [2]. Нарушение норм Постановления может привести к изъятию лицензии, принятой и согласованной на определенном участке месторождения вне зависимости от его специфики.

Нецелесообразное сжигание ПНГ связано с особенностями добычи нефти и технико-экономическими рисками нефтяной компании, которые не позволяют реализовать технологический процесс полезного использования попутного газа: неполучение прибыли от добычи нефти, неэффективное использование ПНГ, несоблюдение лицензионных соглашений об утилизации 95 %. [3]

В 2019 г. суммарная добыча газа (природного и попутного нефтяного) в Российской Федерации увеличилась на 1,7% (+12,4 млрд. куб. м к 2018 г.) и достигла рекордного за последние 19 лет уровня – 737,8 млрд куб.м [4].

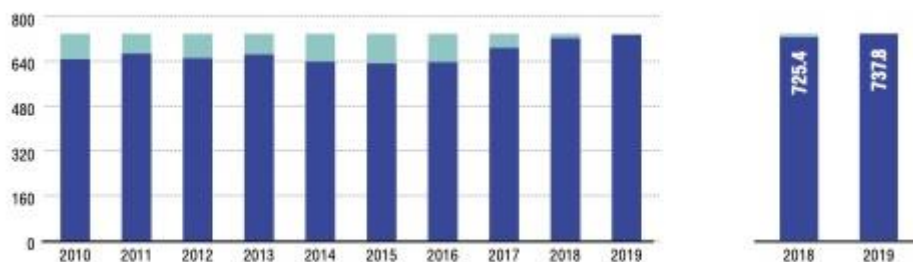


Рис. 1 Добыча газа в России в 2010-2019 гг.

В разрезе отраслей производства Томской области основная доля загрязнения атмосферы приходится на выбросы предприятий топливно-энергетического комплекса (рис.3). Наибольший вклад в валовый объем вредных веществ приходится на предприятия по добыче нефти и нефтяного (попутного) газа, т.к. в процессе добычи и перегонки нефти появляется сопутствующий продукт - попутный нефтяной газ (ПНГ) - смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов органического происхождения. [5]

Предприятия-недропользователи	Добыча ПНГ, млн м³	Сжигание ПНГ, млн м³	Уровень использования ПНГ, %
ООО «Матюшкинский участок»	2,11	0,04	98,0
ОАО «Томскгазпром»	1146,9	29,04	97,4
ООО «Южно-Охтеурское»	6,55	0,33	95,0
ООО «Стимул-Т»	4,5	0,33	92,7
АО «Томскнефть» ВНК	1863,38*	н/д	91,3
ПАО НК «Русснефть»	52,29	6,1	88,0
Империял Энерджи	34,04	16,5	51,6
ООО «Томскгеонефтегаз»	3,52	1,9	46,0
ООО «Жиант»	0,18	0,11	37,0
ООО «Газпромнефть-Восток»	512,46	368,57	26,2
ООО «ВТК»	19,9	0,02	19,9

Рис.2 Объемы добычи и использования ПНГ в 2018 г.

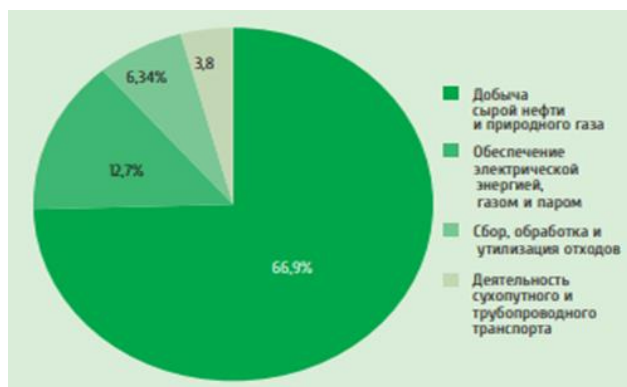


Рис.3 Доля выбросов загрязняющих веществ по отраслям производства

Вопрос использования ПНГ на данный момент остается не полностью решенным и актуальность введения других технологических способов обработки как никогда высока. Существует несколько методов утилизации попутного газа, которые направлены на его использование в соответствии с правовыми нормами: интенсивная переработка в газ, топливо и сырье для нефтехимических предприятий; модификация электрической и тепловой энергии; обратная закачка ПНГ в нефтяной пласт.

На данный момент высоких показателей утилизации ПНГ удалось достичь в Западной Сибири, а в последнее время – и на востоке России, прежде всего за счет эффективного использования попутного газа на Ванкорском месторождении в Красноярском крае [6].

В Томской области с 2015 по 2019 г. наблюдается неравномерный рост добычи ПНГ, увеличивается в первые два года, но затем наблюдается резкое снижение в 2017 г. и увеличение к 2018 г., с превышением уровня 2015 г. [6, 7] (рис. 4).

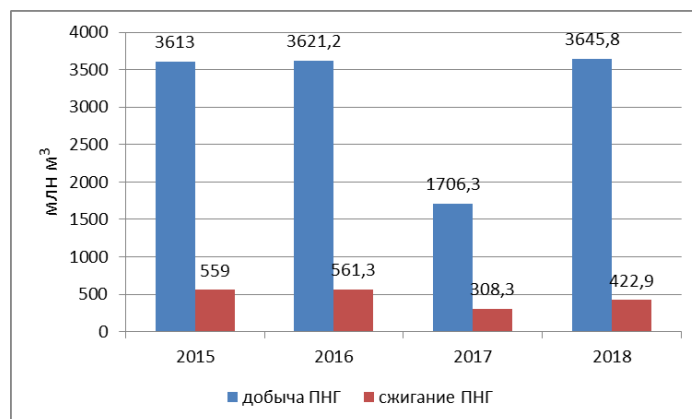


Рис.4 Динамика добычи и сжигания ПНГ в Томской области

Оценка состояния использования попутного газа на территории Томской области рассмотрена на примере трех нефтяных компаний, которые имеют различные показатели утилизации (АО «Томск-Газпром», ООО «Газпромнефть-Восток», ПАО «НК Русснефть»).

Наиболее высокие объемы добычи ПНГ наблюдаются в АО «Томск-Газпром», предприятие эффективно использует ПНГ, уровень утилизации превышает 95%. «Томск-Газпром» постоянно совершенствует методы использования ПНГ. Объем сжигания ПНГ ООО «Газпромнефть-Восток» пока не достигает целевых показателей, но с 2016г. по 2018 г. увеличился с 69% до 72%. Средний показатель утилизации ПНГ ПАО «НК Русснефть» достигает 95%, но на территории Томской области доля сжигания составляла 17% в 2016 г. Объем утилизации вырос с 83% до 88% в 2018 г.

Таким образом, рассмотрение вопроса повышения эффективности утилизации ПНГ показало, что повышение штрафных санкций за сжигание попутного газа сверх установленных нормативов будет способствовать увеличению объемов эффективного использования ПНГ. По прогнозам экспертов, не все нефтяные компании достигнут 95 % использования попутного нефтяного газа в ближайшем будущем. Это напрямую коррелирует со специальными налоговыми режимами для новых месторождений, операторы которых просто не будут экономически мотивированы в использовании ПНГ. Однако некоторым компаниям удастся приблизиться к этому порогу в 95% и продуктивно использовать попутный газ. Рассматриваемые нефтяные компании Томской области подтверждают эту гипотезу, только ООО «Газпромнефть-Восток» все еще не вышла на этот уровень использования ПНГ [7].

В Томской области активно используется 4 способа для утилизации ПНГ: поставка газа, получаемого из ПНГ, в газотранспортную систему «Газпрома», переработка ПНГ в электроэнергию, закачка попутного газа обратно в пласт и возможное использование ПНГ в качестве химического сырья [1]. Переработка попутного газа в электроэнергию требует сооружения газовых электростанций, которые впоследствии будут способствовать снижению объемов факельного сжигания при полной утилизации ПНГ на месторождениях. Таким образом, наиболее приемлемым и эффективным в Томской области будет являться использование ПНГ для получения электроэнергии в местах сжигания газа.

Литература

1. ГОСТ Р 55598-2013 Попутный нефтяной газ. Критерии классификации. Дата введения 1987-01-01. Введен 01.01.2014 г. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2014. – 4 с.
2. Г.Ю. Боярко, М.Р. Цибульников, А.А. Вазим и др Актуальные вопросы экономики природопользования. монография – Томск: Изд-во STT, 2017. – 122 с.
3. Книжников А.Ю., Ильин А.М. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России – 2017 // Всемирный фонд дикой природы (WWF) – Москва, 2017. – С. 32
4. Российская Федерация. Министерство энергетики РФ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1215>. Свободный (дата обращения: 15.11.2020)
5. Государственный доклад «О состоянии и охране окружающей среды Томской области» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://depnature.tomsk.gov.ru/news/front/view/id/42444>, свободный

6. Шейкин А.Г., Жарова Т.Ю. Анализ проблем и возможных управленческих решений при реализации проектов по утилизации попутного нефтяного газа: роль государства и малого бизнеса// Изв.Урал.горн.ун-та. – Екатеринбург, 2013. -№2. – С.59-65.
7. Цибульников М.Р., Шарф И.В. Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в томской области // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии. Сборник научных трудов 16-й Международной научно-практической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 270-273.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Липатова А.Р., Есипенко О.А.

Научный руководитель - доцент А.В. Антошкина

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

Одна из главных задач, стоящих перед нефтегазодобывающими предприятиями – применение современных технологий и методов добычи на действующих месторождениях, а также проведение геологоразведочных работы для поиска и вовлечения в разработку новых запасов. Следует отметить, что в ряде случаев добыча нефти осложняется образованием отложений тяжелых органических соединений, главным образом асфальтенов, парафинов и смол. Для борьбы с ними применяются различные методы, с разной технологической и экономической эффективностью [1].

Целью проведенного исследования является экономическая оценка эффективности применения методов борьбы с парафиноотложениями, применяемых на предприятии ООО «РН-Краснодарнефтегаз», являющимся одним из старейших предприятий нефтегазовой отрасли, осуществляющим разработку месторождений углеводородов на территории 10 районов Краснодарского края [5].

Последствия образования асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) на месторождениях ООО «РН-Краснодарнефтегаз», выражающиеся в увеличении отказов ГНО, вызывают необходимость постоянного проведения мероприятий по предотвращению образования и удалению отложений и приводят к общему удорожанию процессов добычи нефти, что в итоге приводит к повышению себестоимости продукции [7].

Анализ фонда добывающих скважин ООО «РН-Краснодарнефтегаз» показал, что для борьбы с парафиноотложениями на месторождениях в основном применяются следующие методы: промывка горячей водой с добавлением хмреагентов (ПГВ); промывка горячей нефтью (ПГН); скребкование передвижным скребком или с помощью стационарных скребков; электро-прогрев, каждый из которых требует значительных затрат на проведение ремонтных работ [8].

Проведем далее оценку экономической эффективности применения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан» для борьбы с АСПО. Для оценки эффективности разработки проекта внедрения установок подогрева скважин УПС «Фонтан», был взят горизонт планирования, равный 6 годам. Эти сроки приняты в соответствии со сроком полезного использования внедряемого оборудования. Шаг расчета принимается равным одному календарному году.

При расчете затрат на внедрение проекта использовались следующие показатели, полученные по проектным данным ООО «РН-Краснодарнефтегаз»: стоимость монтажа (спуска) оборудования; упущенная выгода от реализации углеводородного сырья за период проведения ремонта и вывода скважины на режим; амортизационные отчисления; затраты на электроэнергию.

При расчете выгоды от внедрения проекта рассматривалась экономия затрат на проведение работ по удалению АСПО прежними методами: электропрогрев по 20 скважинам из фонда скважин, осложненных АСПО.

Как было отмечено в ранее проведенных исследованиях, если оборудовать нефтедобывающие скважины с АСПО установками УПС «Фонтан», то можно получить увеличение добычи нефти от 10 до 60 % [8]. Если принять за основу для расчета верхнее значение этого диапазона в 60 % и учесть, что годовой объем добычи ООО «РН-Краснодарнефтегаз» в 2020 г. составил 5,7 млн. баррелей или примерно 782,967 тыс. т, в т.ч. по фонду скважин с АСПО около 288,5 тыс. т, то среднесуточный прирост объемов добычи по нему составит 0,797 т/сут. Тогда, увеличение добычи нефти по скважинам, оборудованным установками УПС «Фонтан», с учетом коэффициента эксплуатации скважин, равным 0,947, составит 5 509,74 т.

Ряд выполненных экономических расчетов по исходным данным предприятия по общепринятым методикам [3, 4], показал, что увеличение добычи нефти приведёт к: росту производительности труда на 44 982,37 тыс. руб./чел.; увеличению фондоотдачи на 0,068 руб./руб.; снижению себестоимости (за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции) на 0,38 руб./т; увеличению абсолютной величины прибыли от реализации на 23 572,76 тыс. руб.; увеличению чистой прибыли предприятия на 18 858,2 тыс. руб.

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие составила 18 858,2 тыс. руб. Объём дополнительно добытой нефти – 5 509,74 тонн/год.

Далее проведем расчет показателей экономической эффективности применения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан», согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов». Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения стационарной установки прогрева скважин УПС «Фонтан» по годам расчетного периода (при ставке дисконта 10 %) представим в виде итоговой таблицы. В качестве критерия эффективности внедрения проекта рассматривался показатель чистого дисконтированного дохода (ЧТС), который по итогам расчетного периода (6 лет) составил 189 млн. руб.

Необходимо отметить, что в настоящее время в научно-технических публикациях недостаточно чётко разработаны критерии выбора технологических мероприятий по предотвращению или удалению АСПО. Принятый